

2017年度 外部事後評価報告書  
円借款「クラマサン火力発電所拡張事業」

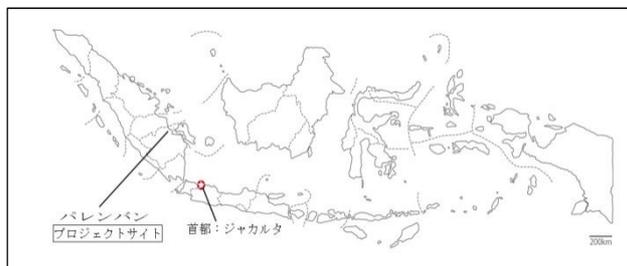
外部評価者：オクタヴィアジャパン株式会社 稲澤 健一

## 0. 要旨

本事業は、スマトラ島南スマトラ系統に接続するクラマサン火力発電所において、電力供給能力の増大、同系統における電力需給逼迫状況の緩和と供給の安定性の改善を図り、同島南部地域の投資環境改善と経済発展に資するため、コンバインドサイクル発電設備の増設を行った。インドネシア政府が策定した「国家電力設備開発計画」及び実施機関である国有電力会社（以下、「PLN」という。）が策定した「電力供給事業計画」等を通じて新規発電設備の整備や電力供給の方針が示されており、電力需要の拡大に対する開発ニーズや日本の援助政策との整合性が確認されることから、妥当性は高い。効率性に関して、アウトプットはおおむね計画どおりで、ガスタービン用発電装置にかかる課税免除及び為替変動の影響により、事業費は当初計画内に収まった。一方、事業期間はコンサルタントやコントラクターの選定手続きに想定以上の時間を要し、計画を大幅に超えたため、効率性は中程度である。本事業の定量的効果指標に関して、最大出力、設備利用率、稼働率、発電熱効率、送電端発電量は2015年以降、目標値をおおむね達成し、同系統における電力需給逼迫リスクの緩和及び電力の安定供給を下支えしていると考えられることから、有効性・インパクトは高い。本事業の運営・維持管理を担う PLN クラマサン管区事務所（以下、「PLTGU Keramasan」という。）の体制面・技術面・財務面に特に懸念はない。2017年2月にガスタービン用発電装置1号機の燃料ノズルが焼損し、修復作業が必要となり、同年10月末まで稼働を停止したが、事後評価時には修復工事が完了し稼働を再開している。その他の施設・機材の運営・維持管理状況に特に問題は生じていない。したがって、本事業の実施によって発現した効果の持続性は高い。

以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

## 1. 事業の概要



事業位置図



本事業により整備された発電施設

### 1. 1 事業の背景

インドネシアでは、人口増加及び経済発展に伴い電力の需給状況が逼迫しつつあった。本事業開始前（2004年）、電力需要は年平均約6.4%で今後伸びると見込まれ、2013年までに必要とされる電源設備の全体容量はジャワ・バリ地域では約7,400MW、南スマトラ地域では約1,300MW、北スマトラ地域では約1,200MW、バタム地域では約600MW、南スラウェシ地域では約400MWと試算され、増大する電力需要に対応する必要性に迫られていた。とりわけ、本事業が位置する南スマトラ地域では、活発な投資活動から高い経済成長が将来的に見込まれると同時に、早々に電力需給が逼迫することが予測された。加えて、1997年のアジア通貨危機以降、PLNの自己資金のみでは新規電源開発を進めることが困難であったため、国外など他の資金源による開発が喫緊の課題とされていた。

### 1. 2 事業概要

スマトラ島南スマトラ系統に接続するクラマサン火力発電所において、コンバインドサイクル発電設備を増設することにより、電力供給能力の増大、同系統における電力需給逼迫状況の緩和及び供給の安定性の改善を図り、もって同島南部の投資環境改善及び経済発展に寄与する。

円借款承諾額/実行額	9,736 百万円 / 9,677 百万円
交換公文締結/借款契約調印	2005年3月29日 / 2005年3月31日
借款契約条件	金利 1.3% 返済 30年 (うち据置 10年) 調達条件 一般アンタイト

借入人/実施機関	インドネシア共和国 / 国有電力会社 (State Electricity Company (PT.PLN))
事業完成	2014年12月
本体契約	・丸紅株式会社 (日本)
コンサルタント契約	・PT. Connusa Energindo (インドネシア) / 中部電力株式会社 (日本) / 電源開発株式会社 (日本) / PB Power (NZ) Ltd (ニュージーランド) (JV) ・ニュージェック (日本)
関連調査 (フィージビリティ・スタ ディ:F/S) 等	F/S 2003年3月
関連事業	なし

## 2. 調査の概要

### 2. 1 外部評価者

稲澤 健一 (オクタヴィアジャパン株式会社)

### 2. 2 調査期間

今回の事後評価にあたっては、以下のとおり調査を実施した。

調査期間：2017年7月～2018年8月

現地調査：2017年10月2日～15日、2018年2月11日～15日

## 3. 評価結果 (レーティング：A<sup>1</sup>)

### 3. 1 妥当性 (レーティング：③<sup>2</sup>)

#### 3. 1. 1 開発政策との整合性

2004年4月にインドネシア・エネルギー鉱物資源省が作成した「国家電力設備開発計画<sup>3</sup>」によると、同国全体の発電設備容量は経年劣化等により減少傾向にあった。また、同計画は南・北スマトラ系統において将来は人口増加や経済成長に伴い、電力需給の逼迫を見込んでいた中で、将来のエネルギー源として、北スマトラ州の水力、南スマトラ州のガス、ランプン州の地熱源等の重要性を挙げている。すなわち、南スマトラ地域においてガスをエネルギー源とするコンバインドサイクル発電設備増設を行う本事業は、インドネシアの開発政策に整合したものであったといえる。

事後評価時、インドネシア政府は2014年1月に「国家エネルギー政策<sup>4</sup>」を策定し、その

<sup>1</sup> A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

<sup>2</sup> ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

<sup>3</sup> インドネシア語名は Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN)

<sup>4</sup> インドネシア語名は Kebijakan Energi Nasional (KEN)

中で、全国の発電容量を 2014 年実績である 51GW から、2025 年までに 115GW、2050 年までに 430GW に増強する目標を掲げている。また、事後評価時における「国家電力設備開発計画」（2012 年～2031 年）では、電力供給不足の回避や、石油燃料利用の最小化を目指したガス、揚水発電によるピーク電力負荷向けの発電所の整備等を中心とする電力供給計画を掲げている。さらには、本事業の実施機関である PLN は、2012 年に「電力供給事業計画<sup>5</sup>」（2012 年～2021 年）を策定し、その中で達成すべき目標として、電力供給不足の解消、電力の信頼性と質のさらなる向上、最適な電源構成による生産基本費用の縮小等を提唱している。同時に PLN は、「環境を視野に入れた活動」を理念に掲げ、温室効果ガスの排出削減に向けた方向性を示し、その中で、石油燃料の使用を削減するため、石油燃料の利用からガス火力発電所等でのガス利用への移行を目指している<sup>6</sup>。

以上より、審査時及び事後評価時を通じて、インドネシア政府は電力供給能力の向上を含む電力セクターの整備方針を引き続き重要視している。したがって、審査時・事後評価時ともに国家計画、セクター計画等それぞれにおいて政策・施策との整合性が認められる。

### 3. 1. 2 開発ニーズとの整合性

本事業開始前、南スマトラ系統のピーク需要は2003年の1,132MWから2013年の2,429MWまで約2倍に伸びることが見込まれていた。2003年の同系統における発電設備容量は1,607MWであったが、2007年には稼働中のディーゼル発電設備が老朽化のため停止することが見込まれ、その分の容量である約273MWの供給能力が減少すると見込まれていた。これを受けてPLNでは、2008年以降は電力の安定供給が困難になり、将来のピーク需要への対応も困難になることを予測した。すなわち、同系統において新規発電設備容量の増加を図ることは喫緊の課題であった。

事後評価時、インドネシアでは電力の需給状況が逼迫のリスクが高い状況が続いている。PLN によれば、同国では電力の供給予備率が 30%を切ると需給逼迫のリスクが高くなると認識されている。表 1 に南スマトラ系統の電力需給・実績を示す。電力需要は増加傾向にあり、2016 年までの実績を見る限り予備率は低下傾向にあることがうかがえる。2016 年は 16.2%と依然として改善が必要な状況にある。また、表 2 に南スマトラ系統における電力需給・将来予測（2018 年～2021 年）を示す。2018 年までの需給状況は逼迫傾向にあることがうかがえる。以上の状況を踏まえインドネシア政府は、出力約 35,000MW の発電施設増強を推進するプログラムである「インドネシアのための 35,000MW<sup>7</sup>」を、南スマトラ地域を

<sup>5</sup> インドネシア語名は Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL)

<sup>6</sup> 「電力供給事業計画」及び PLN によれば、この背景に燃料移行の歩みは直接的に温室効果ガスの排出削減に直結することを理由に挙げている。

<sup>7</sup> インドネシア語名は 35.000 MT Untuk Indonesia

含む全国で推進し、発電容量の確保を努めている。また、PLN は独自に南スマトラ州・グマワンでの「変電施設拡張事業」、南スマトラ系統における電力供給体制の強化を目指す「電力グリッド強化スマトラ・プログラム」を推進し、電力の安定供給の実現に努めている。

表 1：南スマトラ系統における電力需給・実績（2010 年～2016 年）

	単位	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年
ピーク需要	MW	2,140.7	2,321	2,520.5	2,749.2	2,955.4	3,143.4	3,513.4
設備容量	MW	2,569.3	2,858	3,164	3,227.9	3,836.1	3,904.7	4,083.3
予備率 *注	%	20	23.1	25.5	17.4	29.8	24.2	16.2

出所：PLN

\*注：PLN による予備率は「(設備容量÷ピーク需要) -1)」で算定される。

(参考) 表 2：南スマトラ系統における電力需給・将来予測（2018 年～2021 年）

	単位	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年
ピーク需要	MW	3,889	4,279	4,958	5,679
設備容量	MW	4,634	6,204	7,480	8,756
予備率	%	19	45	51	54

出所：PLN

以上より、審査時及び事後評価時を通じて発電容量の確保及び安定した電力供給の実現は南スマトラ系統では主要課題である。したがって、本事業は審査時・事後評価時ともに開発ニーズとの整合性が認められるといえる。

### 3. 1. 3 日本の援助政策との整合性

日本政府の「対インドネシア国別援助計画」（2004 年 11 月）では、重点分野の一つとして「民間主導の持続的な成長」を掲げていた。またそのための支援策として、投資環境改善のための経済インフラ整備等を挙げていた。一方 JICA は、「海外経済協力業務実施方針」（2002 年 4 月）を策定し、その重点分野として「経済成長に向けた基盤整備」及び「地方開発への支援」を掲げ、その具体的な対策として電力を含む経済・社会インフラの整備を通じて経済成長を促進するための支援を行うことを明記していた。加えて、JICA は「国別業務実施方針」（2004 年 9 月）を策定し、重点課題の一つとして民間投資主導の成長のための環境整備を掲げていた。主要セクターへの支援方針の中では、電力セクターの課題として、電力の安定供給、電力セクターの効率化、電化率の向上、環境対策の 4 点を掲げていた。また、「主要経済圏であるスマトラ島及びスラウェシ島における電力の安定供給に向けて、当該地域における発電設備の新設・増強及び連携送電網拡充事業等を積極的に支援する」方針を掲げていた。

以上を踏まえると、本事業で整備される発電設備による電力供給はスマトラ島における

経済成長の下支えが期待できるため、日本の援助政策との整合性は確保されていたといえる。

以上より、本事業の実施はインドネシアの開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策と十分に合致しており、妥当性は高い。

### 3. 2 効率性（レーティング：②）

#### 3. 2. 1 アウトプット

本事業は、スマトラ島南スマトラ系統に接続するクラマサン火力発電所において、コンバインドサイクル発電設備を増設するものであった。表 3 は、本事業のアウトプット計画及び実績である。アウトプットはおおむね当初の計画どおりであった。

表 3：本事業のアウトプット計画及び実績

審査時計画（2004年）	事後評価時実績（2017年）
1) 土木工事、調達機器等	
(a) ガスコンバインドサイクル発電設備（80MW級） ①ガスタービン用発電装置×2基の設置 ②蒸気タービン発電装置×2基の設置 ③排熱回収ボイラ×2基の設置 ④上記装置に必要な付属設備（ガス供給設備、150kV開閉所等）の拡張 (b) 関連土木・建築工事 (c) 冷却塔設備 (d) 脱塩、純水装置 (e) スペアパーツ（運転開始後2年分の運転・補修に必要な物量）	おおむね計画どおり。 （ガスコンバインドサイクル発電設備の容量は75MWに変更となった）
2) コンサルティング・サービス	
(a) 本発電所建設・運用にかかるTOR ①詳細設計、②入札補助、③施工監理、④性能評価、⑤運用・保守補助、⑥環境管理補助、⑦技術移転及び人材育成等 (b) PLN及び南スマトラ地方政府職員の計画機能強化支援 ①電力需給予測能力支援、②予測システム	計画どおり。

構築、③最適電源開発計画能力支援、④送配電線建設計画支援、⑤投資計画立案支援	
--	--

出所：JICA 提供資料、質問票回答及び現場視察（事後評価時実績）

1) 土木工事、調達機器等のガスコンバインドサイクル発電設備容量に関して、事業開始後の詳細設計時に当初計画の 80MW から 75MW に規格が変更となった。この変更の背景には、クラマサン火力発電所周辺では日中の気温が高く発電効率が落ちるといった性質があるため<sup>8</sup>、ガスタービンの性能上、出力が 80MW まで上昇しにくいことが詳細設計時の現場踏査を通じて確認されたことが挙げられる<sup>9</sup>。

### 3. 2. 2 インプット

#### 3. 2. 2. 1 事業費

審査時の計画では総事業費 11,455 百万円（うち円借款対象は 9,736 百万円）であったのに対し、実績額総額は 10,414 百万円（うち円借款対象は 9,677 百万円）と計画内に収まった（対計画比 91%）。その理由として、ガスタービン用発電装置など国外からの輸入品に対する税金がインドネシア政府により課税される可能性が排除されなかったために予算として計上されていたが、実際は事業開始後に課税免除となったことが挙げられる<sup>10</sup>。加えて、事業期間中の為替変動（円高ドル安・ルピア安）も要因として挙げられる。

#### 3. 2. 2. 2 事業期間

審査時、本事業の期間は 2005 年 3 月～2011 年 2 月までの 6 年（72 カ月）と計画されていた。一方、実績は 2005 年 3 月～2014 年 12 月 までの 9 年 10 カ月（118 カ月）であり、計画を大幅に上回った（計画比 164%）。遅延の主な理由は、1) コンサルタントの選定に関して PLN 内部の手続きに想定より時間を要し、選定開始時期が遅れたこと、2) 詳細設計・調達に関して、コントラクターの選定手続き及び交渉に想定以上に時間を要したこと、3) 試運転開始時期が遅れたことであるが、具体的にはガスタービンへの初回の点火圧力（ガス噴射）が、ガスタービン製造業者によって指定されている圧力より低かったこと等が挙げられる。表 4 に各事業コンポーネントの当初計画及び実績を示す。

<sup>8</sup> 通常のガスコンバインドサイクル発電では、ガスタービンの排気温度と外気温の差が大きい場合、ガスタービンによる発電量は増えるが、逆に排気温度と外気温の差が小さい場合、ガスタービンの発電量は小さくなるという性質がある。

<sup>9</sup> なお審査時の発電設備容量「計画値 80MW」は、施工業者の入札結果により変更の可能性があるとされた上で設定されていた。

<sup>10</sup> PLN によると、インドネシアの政府系事業に関し、ほとんどの輸入品は非課税となるが、時には免税としない場合があるとしている。制度上、免税申請の手続きを行う必要があり、中央政府による判断が下されることを待つ必要がある。そのため事業開始前に事業費として計上されていたとのことであった。

表 4：本事業期間の当初計画及び実績

	当初計画 (審査時：2004 年)	実績 (事後評価時：2017 年)
(事業全体)	2005 年 3 月～2011 年 2 月 (72 カ月)	2005 年 3 月～2014 年 12 月 (118 カ月)
1) コンサルタント選定	2005 年 4 月～2006 年 9 月	2006 年 5 月～2007 年 11 月
2) コンサルティング・サービス	2006 年 4 月～2011 年 2 月	2007 年 11 月～2014 年 12 月
3) 詳細設計・調達	2006 年 4 月～2008 年 3 月	2008 年 8 月～2011 年 3 月
4) 建設工事	2008 年 4 月～2010 年 2 月	2011 年 4 月～2012 年 11 月
5) 試運転	2009 年 10 月～2010 年 2 月	2013 年 5 月～2013 年 12 月
6) 保証期間	2010 年 3 月～2011 年 2 月	2013 年 12 月～2014 年 12 月

出所：JICA 資料、質問票回答

### 3. 2. 3 内部収益率（参考数値）

#### 財務的内部収益率（FIRR）

審査時において、売電収入を便益、本事業に要する費用及び運営・維持管理費を費用、供用開始後のプロジェクトライフを 20 年とした財務的内部収益率(FIRR)は 14.1%であり、同条件での再計算結果は 12.7%である。数値が下がった理由としては、投資期間(工事期間)が若干長くなり、投資回収のタイミングが遅くなったことが挙げられる。また、プロジェクトライフの起点を L/A 調印年とした場合、審査時の FIRR は 12.8%、事後評価時の再計算結果は 8.8%であった。これは L/A 調印から供用開始までに時間を要したため、プロジェクトライフ中の供用期間が短くなり便益が縮小したためである。なお、本事業に要する建設費用は当初計画内に収まり、審査時に想定されていた売電単価が想定より上昇したこと（審査時：US7 セント/kWh→事後評価時 US8 セント以上/kWh）、天然ガス購入費（燃料費）及び維持管理費も当初の想定範囲であったことにより、再計算値の減少幅は抑えられているといえる。

以上のとおり、アウトプットはおおむね計画どおりであり、ガスタービン用発電装置にかかる課税免除や為替変動の影響により、事業費は当初の計画内に収まった。一方、事業期間は、コンサルタントやコントラクターの選定手続きに想定以上の時間を要した結果、当初計画を大幅に超えた。したがって、本事業は事業費については計画内に収まったものの、事業期間が計画を上回ったため、効率性は中程度である。

### 3. 3 有効性・インパクト<sup>11</sup>（レーティング：③）

#### 3. 3. 1 有効性

##### 3. 3. 1. 1 定量的効果（運用・効果指標）

本事業では、ガスコンバインドサイクル発電設備としてガスタービン用発電装置 2 基（1 号機及び 2 号機）が主要コンポーネントとして整備された。表 5 に、本事業の定量的効果指標を示す。目標値は審査時（2004 年）に設定された数値であり、実績値は同発電設備の運転が開始された以降の数値である。

表 5：本事業の運用・効果指標（目標値・実績値）

指標	目標値 2012 年	実績値			
		2014 年	2015 年	2016 年	(参考) 2017 年 注 3
	事業完成 1 年後	事業完成年	事業完成 1 年後	事業完成 2 年後	事業完成 3 年後
<b>【運用指標】</b>					
1) 最大出力(単位:MW)	82 注 1	75.0	73.23	75.23	75.0 注 4
2) 設備利用率(単位:%)	75 以上 注 2	57.15	83.54	92.05	48.90
3) 稼働率(単位:%)	85 以上	55.25	83.80	97.73	52.74
4) 発電端熱効率 (単位:%)	46 以上 注 1	39%(1号機) 41%(2号機)	39%(1号機) 39%(2号機)	40%(1号機) 41%(2号機)	N/A (算定されて いない)
<b>【効果指標】</b>					
5) 送電端発電量 (単位:GWh/年)	523 注 1	430	542	598	211

出所：JICA 資料（目標値）、質問票回答（実績値）

注 1：審査時、今後の入札結果によっては変更の可能性があると言われていたが、実際には新たな目標値の設定は行われなかった。

注 2：同様に、審査時において給電運用により変更の可能性があると言われていた。

注 3：2017 年は 8 月末頃までのデータである。事後評価時（2017 年 10 月）で年間を通じたデータが算定されていないため参考扱いとする。

注 4：2017 年 1 月～2 月にかけては 73～75MW（1 号機・2 号機）、2 月途中から 8 月頃までは 40MW 程度（2 号機のみ）であった。2017 年 8 月までの平均出力は 56.0MW である。

以下は各指標に関する分析・レビューである：

1) 最大出力の目標値と実績値の差に関しては、3. 2. 1 効率性・アウトプットにて説明のとおりであるが、おおむね当初の目標値を達成しているといえる。2017 年の実績値（平均値）は 56MW と目標値に対して低い結果となっている。理由としてはクラマサン火力発電所の運営・維持管理を担う PLTGU Keramasan が同年 2 月に 1 号機の大がかりなメンテナンス（ガスタービン用発電装置の据付後、約 16,000 時間経過後に実施される定期メンテナ

<sup>11</sup> 有効性の判断にインパクトも加味して、レーティングを行う。

ンス)を行った際に、同発電装置 1 号機の燃料ノズルが焼損し、同タービンの修復作業を行う必要に迫られ 10 月末まで稼働を停止したことが挙げられる。1 号機の燃料ノズル焼損および稼働停止の経緯は次のとおりである。PLTGU Keramasan は同年 2 月に定期メンテナンスとして同 1 号機の燃料ノズルの交換を行う際に、現地インドネシアの業者に燃料ノズルの部品を配送し、点検・加工・再利用のための処置を行った。同部品を再度 1 号機に取り付け、ガスタービンを稼働させたところ、不規則な燃料噴射が生じ、燃焼管内筒とタービン内部が焼損し、タービンプレード等も損傷した。PLTGU Keramasan は直ちに自己資金によりタービン製造業者<sup>12</sup>に修理を委託し作業を進めた。同年 10 月中旬までに修理が完了し、事後評価時において 1 号機は正常に稼働している。かかる経緯に関して、同業者にヒアリングを行ったところ、「本事業のガスタービンは高性能であり熱効率や出力が高く、部品の交換も慎重に取り扱う必要がある。同タービンは世界でも数少ない形式<sup>13</sup>のものであり、その関連部品となると、本来は製造業者の純正品調達が望ましい」とのことであった<sup>14</sup>。燃料ノズルのような精密部品は、通常、摂氏 1,300 度以上の高温に耐えなければならないため、高い品質が求められる。インドネシア国外からの部品調達は時間がかかり、納入までのコストも高い<sup>15</sup>ことは理解できるものの、PLTGU Keramasan は高い品質が求められる部品を交換する場合については、現地業者ではなく、純正品を調達して交換を行うことが望ましかったと考えられる<sup>16</sup>。

2) 設備利用率<sup>17</sup>、及び 3) 稼働率<sup>18</sup>に関して、2015 年の設備利用率は目標値を達成し、稼働率はほぼ達成している。2016 年は両指標とも当初の想定以上を達成している。2017 年は既出のとおり、ガスタービン用発電装置 1 号機が稼働を 2 月～10 月までの間に停止したため、出力低下に伴い数値はそれぞれ低下した。なお補足情報として、2014 年の数値が他年の実績値に比較してそれぞれ低い理由は、同 2 号機の吸気フィルタ（外部から空気を取り入れ

<sup>12</sup> 本事業のコントラクターを通じてガスタービン用発電装置を製造・納入していた業者。

<sup>13</sup> 2017 年現在、150 台程度とのことである。

<sup>14</sup> なお、同製造業者は、タービン修復作業に伴う PLTGU Keramasan の維持管理職員の技能・作業内容に問題はなかったとの見解を示している。またガスタービン用発電装置 1 号機が 2017 年 2 月に稼働停止してから、修理委託、部品の調達、実際の修理までのプロセスも迅速であったとの見解を示している。修理後の試運転及び実際の稼働を通じて、本来の出力や熱効率を確保していることインタビューによりも確認した。

<sup>15</sup> PLTGU Keramasan の幹部へのインタビューによると、部品の種類にもよるが、特殊な部品を国外から調達する場合、手続き・配送・据付まで 6 カ月～1 年と長い時間を要するとのことである。また、国内業者から調達する費用と比較して、国外からの場合は約 60%コスト高と見解を示している。

<sup>16</sup> ガスタービン用発電装置 2 号機の定期メンテナンス(1 号機同様 16,000 時間経過後に実施される)は 2017 年 11 月中旬に実施された(11 月 11 日～18 日の 9 日間)。PLTGU Keramasan は、1 号機の経緯を踏まえ、交換パーツは純正品を入手している。1 号機も 2 号機も本来は 10 日前後で定期メンテナンスが実施されるものであり、業務内容に違いはないことを PLTGU Keramasan へのインタビューにより確認した。なお、蒸気タービンなど本事業の他の施設・機材については事後評価時において定期メンテナンスの時期を迎えていない。一例として、蒸気タービンは運転開始約 10 年毎の間隔で主要部品の交換が行われる。

<sup>17</sup> 年間発電量÷(定格出力×年間時間数)×100 により算定される。

<sup>18</sup> (年間運転時間÷年間時間数)×100 により算定される。

るフィルタ)が一部破損し、修理期間が生じたことが主な要因である<sup>19</sup>。停止期間が生じたため、同年の設備利用率及び稼働率も低下している。

4) 発電端熱効率<sup>20</sup>に関して、本事業完成以降、おおむね 40%前後で推移している。目標値より若干低いが、PLTGU Keramasan によると、「目標値はあくまで計画時の設備仕様に基づいたものであり、ターゲットではない。スマトラ島において電力系統の運用計画を担っている P3BS と呼ばれる PLN の部門<sup>21</sup>が指令を出して発電所の運用方針が決められている。実際、施設の稼働に問題はなく、PLTGU Keramasan で出力を調整し熱効率を上下させることは可能であるが、P3BS の指令に従っている。設計時の値とは異なることはあり得る」とのことであった。

5) 送電端発電量<sup>22</sup>に関して、2015 年と 2016 年は当初の想定以上を達成している。2017 年は 8 月末までのデータであるが、既出の理由のとおり、ガスタービン用発電装置 1 号機が稼働を一定期間停止したことに伴い、前年と比較して低迷している<sup>23</sup>。

いずれにしても、事後評価時点で修復工事は完了し、ガスタービン用発電装置が正常に稼働していることを踏まえると、当初想定された効果はおおむね発現していると判断できる。



写真 1：本事業発電施設の管理制御室



写真 2：ガスタービン用発電装置 1 号機

<sup>19</sup> 事後評価時において、PLTGU Keramasan も製造業者も原因は不明としている。製造業者へのインタビューによれば、同フィルタ通過後に施されているダクト内のアルミ膜が剥がれしまった結果、剥がれたアルミ膜でダクト内部を塞いでしまい冷却が行われなくなった。そのため 2014 年 9 月～12 月までの 4 ヶ月間、同タービンは停止していた。2013 年 12 月～2014 年 12 月までは保証期間中であったため（参照：3. 2. 2. 効率性・事業期間）、主に製造業者が無償で修理を行った。

<sup>20</sup>  $(\text{年間発電端発電量} \times 860) \div (\text{年間燃料消費量} \times \text{燃料発熱量}) \times 100$  により算定される。

<sup>21</sup> P3BS はインドネシアのスマトラ島中部リアウ州の都市プカンバルにある PLN の一部門である。火力発電の運営指令及び電力の供給調整を担当している。

<sup>22</sup> 送電端発電量とは、発電所で生産した発電量（電力生産量）から発電所内で使用された電力を引いた発電量を示す。設備利用率や稼働率により発電量は影響を受ける。

<sup>23</sup> 補足情報として、2014 年の数値が低い理由は、既出のとおり同 2 号機が一定期間稼働を停止していたことによる。

### 3. 3. 1. 2 定性的効果（その他の効果）

#### ・南スマトラ系統における電力需給逼迫状況の回避及び供給の安定性の改善

本事業開始前、南スマトラ系統では今後人口増加や経済成長に伴い、また南スマトラ地域への投資額が大きく、早々に電力需給が逼迫することが見込まれていた。そのため、電源開発を通じた安定的な電力供給の実現は喫緊の課題であった。前掲表 1 のとおり電力需要は増加傾向にあり、予備率が低下傾向にある。PLN によれば、予備率が 30% を切ると需給逼迫のリスクが高くなるとしている。南スマトラ系統の全設備容量は前掲表 1 が示すとおりである一方、クラマサン火力発電所の総発電能力（最大値）が約 350MW、うち、本事業の設備容量が 75MW である（構成割合全体の約 21%）。同系統全体の設備容量割合から見ると大きいとはいえない。ただし、前掲表 1 のとおり本事業が完成した前後である 2013 年～2014 年にかけての同予備率が上昇している事実を踏まえると、本事業の設備容量は南スマトラ系統における予備率を底上げするものといえ、電力需給逼迫状況の回避に寄与していると推察される。

参考：南スマトラ州における電力消費量の推移

表 6 に、2005 年以降の南スマトラ州における電力消費量を示す。電力消費量は増加傾向にあることがうかがえる。

(参考) 表 6：南スマトラ州における電力消費量の推移

(単位：GWh)

2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年
1,621.57	1,769.47	1,969.61	2,217.13	2,654.79	3,031.49
2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年
2,958.02	3,834.93	4,127.33	4,431.95	4,737.48	4,938.55

出所：PLN

参考：南スマトラ系統における今後の電力需要・将来予測

前掲表 2 のとおり 2018 年までの需給状況は逼迫傾向にあるが、2019 年以降は、3. 1. 2 開発ニーズとの整合性で述べた発電能力増強プログラム「インドネシアのための 35,000MW」が南スマトラ系統での実施を含め完了し、設備容量が増える見込みである。その結果、以後の予備率は大きく改善する見込みである。

### 3. 3. 2 インパクト

#### 3. 3. 2. 1 インパクトの発現状況

- ・スマトラ島南部の投資環境改善及び経済発展への貢献

表7は、南スマトラ州における PLN の電気サービスへの接続契約者数の推移、表8は南スマトラ州の地域経済生産額（GRDP）の推移、表9は南スマトラ州への投資額（国内外からの投資額）の推移、表10は南スマトラ系統における売電収入額の推移である。

表7：南スマトラ州の PLN 電気サービスへの接続契約者数の推移

分類	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年
一般住宅	1,197,649	1,179,848	1,304,651	1,630,885	1,746,804	1,845,736
工場	421	449	488	547	598	687
民間企業	49,093	44,298	47,617	60,188	63,267	68,110
公共施設	20,859	19,240	21,145	27,772	30,234	33,326
政府機関	4,434	3,922	4,268	5,649	6,203	6,573
公道の街灯	2,956	3,004	3,365	4,093	4,658	5,176
合計	1,275,412	1,250,761	1,381,534	1,729,134	1,851,764	1,959,608

出所：PLN

表8：南スマトラ州の地域経済生産額（GRDP）の推移

(単位：10億ルピア)

2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年*
194,013	226,667	253,265	281,997	308,406	332,727

出所：インドネシア統計局（南スマトラ支局）

\*注：2015年は推計値

備考：本 GRDP は天然ガス・石油セクターを含む実勢価格

表9：南スマトラ州への投資額（国内外からの投資額）の推移

(単位：1兆ルピア)

	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年
国内	1,115	690	313	643	855	193
国外	525	905	1,408	1,109	1,121	2,955
合計	1,640	1,595	1,721	1,752	1,976	3,148

出所：南スマトラ州政府

表10：南スマトラ系統における売電収入額

(単位：百万Rp.)

2014年	2015年	2016年
5,542,416	6,490,702	6,660,273

出所：PLN

表7のとおり、すべての分類における契約者数は直近6年間において増えている。表9を見ると、国内からの投資は増えているとはいえないものの、国外からの投資額は増加傾

向にある。実態として、農業分野と鉱業分野の伸びが大きい。2016 年は前年比で大きく増加しているが、鉱物資源採掘の投資と農業分野の投資が州都パレンバン市において大きかったこと、鉱業セクター主体の国外大手企業 4 社が進出したことが要因に挙げられる。かかる企業は大口電力需要家と推察され、旺盛な電力需要の増大を説明するものといえる。表 10 は売電収入額の推移を示す。契約者タイプ、地域、条件により料金額は異なるため、具体的な電力料金単価は判明しなかったものの、直近 3 年においておおむね増加傾向にあることが確認できる<sup>24</sup>。

ただし、既出のとおり本事業の設備容量は南スマトラ州全体の設備容量と比較して大きくはないため、契約者数や表 7 が示す GRDP、表 9 が示す投資額、表 10 が示す売電収入額への貢献は大きいとはいえない。その一方、PLN 本部、PLTGU Keramasan にインタビューを行ったところ、「もしクラマサン火力発電所からの送電がなければ、南スマトラ系統における予備率は低く、投資環境や経済にも何らかのかたちで影響は出る。州都パレンバン市を中心に経済発展・人口増加が進む中で安定供給を行う必要があり同発電所の役割は今後ますます重要になる」といったコメントがあった。よって、PLN は同州全体の電力供給の安定に本事業による貢献があったと判断していると考えられる。

以上を踏まえると、発電施設の容量増加による電力の安定供給が州都パレンバン及び南スマトラ地域の経済成長を下支えするものであり、本事業はその一翼を担っているといえる。

### 3. 3. 2. 2 その他、正負のインパクト

#### 1) 自然環境へのインパクト

本事業は「環境社会配慮確認のための国際協力銀行ガイドライン」（2002 年 4 月制定）の適用案件である。インドネシア国内の手続き上、本事業に係る環境影響評価（EIA）報告書の作成は義務付けられなかった。PLN は本事業実施に際して、環境管理方針（UKL）及び環境モニタリング方針（UPL）を作成し<sup>25</sup>、2004 年 10 月にパレンバン市地方環境影響監視局（BAPEDALDA）の承認を取得した。

PLTGU Keramasan は UKL や UPL に基づいたモニタリングを行っており、事業完成後において環境面における負のインパクト（主に、大気汚染、水質、騒音・振動、生態系への

<sup>24</sup> 補足情報として、南スマトラ州の人口増加率は 1.48%（2015 年、出所は <https://knoema.com/atlas/Indonesia/South-Sumatra/Growth-Rate-of-Population>（2017 年 12 月 15 日アクセス））、一方、インドネシア全体の人口増加率は 1.04%（2017 年、出所は <http://worldpopulationreview.com/countries/indonesia-population/>（2017 年 12 月 15 日アクセス））である。前者の人口増加は相対的に高いため、かかる統計データの実績値に作用している可能性も考えられる。

<sup>25</sup> 環境管理方針（UKL）は、大気汚染、振動・騒音、水質、生態系への影響等を管理するものであり、環境モニタリング方針（UPL）は、UKL の進捗や実際の状況のモニタリングを行うものである。

負の影響等)は発生していないことを PLTGU Keramasan へのインタビュー、現地視察を通じて確認した。なお、クラマサン火力発電所周辺は、住宅密集地域でも商業地域でもない。

表 11 は、直近のクラマサン火力発電所における環境モニタリング結果である。実績値データはインドネシア環境基準の範囲内に収まっていることから、周辺地域に与える影響は少ないと判断される<sup>26</sup>。また、住民の健康被害といった事例や苦情もないこともインタビューにより確認した。

表 11：環境モニタリング結果  
(最新データ：2017年8月21日計測)

モニタリング指標	単位	インドネシア 環境基準	実績値 *注
二酸化硫黄 (SO <sub>2</sub> )	µg/Nm <sup>3</sup>	365	41.75
炭化水素 (HC)	µg/Nm <sup>3</sup>	160	0
粉塵 (Dust)	µg/Nm <sup>3</sup>	230	134.25
二酸化窒素 (NO <sub>2</sub> )	µg/Nm <sup>3</sup>	150	39.25
騒音 (dB)	dB	70	49.25

出所：PLTGU Keramasan

注：クラマサン火力発電所内の4つのサンプリング・ポイントの平均値を示す

PLTGU Keramasan では、本事業で整備された施設を含む事業サイト内において定期的な環境モニタリングを実施している。組織内には K2L と呼ばれる部門があり、職員 5 名がモニタリング業務を担っている。仮に、何らかの問題が発生すれば K2L が中心となり直ちに解決に向けた対応を取ることになっている。南スマトラ州政府やパレンバン市役所とも必要に応じてモニタリング結果を共有している。本事業完成後、特に環境に関する負の影響や問題は発生していないため、モニタリング結果を踏まえて実施された対策は特にないことを同部門へのインタビュー等を通じて確認した。

## 2) 住民移転・用地取得

本事業では、住民移転・用地取得は発生しなかった。本事業の発電施設はクラマサン火力発電所敷地内に建設するものであったことから、新たな用地を取得する必要も住民移転も必要なかった。

### [有効性・インパクトのまとめ]

運用・効果指標（定量的効果指標）の目標年（事業完成 1 年後）にあたる 2015 年の実績値は、目標値をおおむね達成している。また、本事業は将来予見される電力需給の逼迫状

<sup>26</sup> 水質、振動、生態系への影響に関するデータは確認できなかったが、PLTGU Keramasan へのインタビューを通じて、インドネシア環境基準をクリアしていることを確認した。

況の回避及び電力の安定供給の一翼を担い、スマトラ島南部の投資環境改善及び経済発展を下支えしているといえる。以上を踏まえると、有効性・インパクトは高い。

### 3. 4 持続性（レーティング：③）

#### 3. 4. 1 運営・維持管理の体制

本事業の実施機関は PLN である。本事業で整備された発電施設の運営・維持管理を担っているのは、PLTGU Keramasan であり、本事業で整備されたガスコンバインドサイクル発電設備の運営・維持管理に従事する職員数は 52 名である。PLN 本部（ジャカルタ）は PLTGU Keramasan の監督を行い、運営・維持管理業務に関する定期的報告が双方で行われている<sup>27</sup>。

PLTGU Keramasan の職員数は十分と見受けられる。職員は、過不足なく、適材適所に各部門に配置されて業務を行っていることを現地視察及び PLTGU Keramasan 幹部へのインタビューを通じて確認した。なお、本事業で整備された発電施設は 24 時間 365 日の運営体制で業務が行われ、職員は 3 交代制で管理・保守・定期点検を行っている。

以上より、事後評価時における運営・維持管理の体制面について、特段大きな問題はないものと考えられる。

#### 3. 4. 2 運営・維持管理の技術

PLTGU Keramasan には業務経験・知識が豊富な職員が多く配属されている。運営・維持管理を担う職員を対象に年 1 回、その業務知識を測る試験（実地・筆記試験）が行われている。能力水準は 3 段階（Level 1～3）に分類され、Level 3 の職員は他職員を監督・指導する立場にある。これらにより、運営・維持管理の技術力が確保されている。

本事業施設に関する運営・維持管理に係るマニュアルも配備されており、適時活用されていることを現地調査時に確認した。なお、事業完成直前の同施設の試運転時において、ガスタービン等の製造業者から運転に関する実地訓練・講習が PLTGU Keramasan の職員向けに行われた。当時参加した職員からは「その内容は、提供されたマニュアルと併せて日々の維持管理・保守業務に役に立っていると思う」とのコメントがあった。

研修・トレーニング実績に関して、事業完成後の 2017 年には「蒸気タービン運転研修」及び「施設資産マネジメント研修」に PLTGU Keramasan から職員がそれぞれ 34 名・7 名が参加している。新規採用職員への OJT トレーニングも随時行われている。

以上より、本事業の運営・維持管理に係る技術面での問題は見られないと判断される。

<sup>27</sup> PLN 本部によれば、本事業に関する PLTGU Keramasan の運営・維持管理上の組織体制については人員も充足しており特に問題はないとのことである。

### 3. 4. 3 運営・維持管理の財務

表 12 は本事業で整備された施設・機材にかかる維持管理費（直近 4 カ年）を示す。2014 年の稼働開始後、PLN 本部から PLTGU Keramasan への予算は過不足なく配賦されている。2017 年は 16,000 時間毎に実施される大がかりな定期メンテナンスの時期であったため、相対的に予算増となった。PLTGU Keramasan によると、「毎年十分な予算を維持管理業務に投じている。予算不足による維持管理不足は起こっていない」といったコメントが出された。

表 12：本事業で整備された施設・機材にかかる維持管理費

(単位：百万 Rp.)

	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
予算配賦額	N/A (データなし)	N/A (データなし)	17,259	105,708
執行額 (実績)	2,097	5,248	15,711	7,793 *注

出所：PLN

注：2017年9月末時点データ

参考までに、PLN 全体の財政収支報告書（損益計算書）を表 13 のとおり示す。PLN の電力売上は毎年増加傾向にある。しかし、表内④のとおり、中央政府の電力補助金がなければ赤字という状況であり、すなわち PLN の財務は政府補助金によって支えられている。PLN は中央政府の方針である「公共サービス義務」に従って、供給コストよりも安い価格でも電力を売るようになっており、これにより発生する損失が政府からの補助金によって補填されている。その一方、発電事業の安定経営を企図して電力料金は徐々に上げていることを PLN 本部へのインタビューにより確認した。

(参考) 表13：PLN全体の財政収支報告書（直近3カ年の損益計算書）

(単位：百万Rp.)

費目	2014 年	2015 年	2016 年
①営業収入 (売電収入等)	193,417,941	217,346,990	222,821,956
②営業費用	247,806,289	225,574,076	254,449,802
③営業収支 =①-②	(54,388,348)	(8,227,086)	(31,627,846)
④中央政府による電力補助金	99,303,250	56,552,532	60,441,520
⑤補助金配賦後の営業収支 =③+④	44,914,902	48,325,446	28,813,674
⑥財務収入・費用等の収支	(29,910,833)	(64,238,881)	(12,837,193)
⑦税引前損益 =⑤+⑥	15,004,069	(15,913,435)	15,976,481

⑧税控除手当	(3,934,699)	21,939,942	(5,427,843)
⑨税引後損益 =⑦+⑧	11,069,370	6,026,507	10,548,638

出所：PLN

注：カッコ内の数値はマイナスを示す

表 14 は、PLN 全体の貸借対照表である。2014 年から 2015 年にかけて会計基準の変更に伴う有形固定資産の減価償却方法等の見直しが行われ、2014 年の 518,235,453 百万 Rp. から 2015 年の 1,235,026,088 百万 Rp. に増えた。その後 2016 年の例では、固定負債は前年比で減少、流動負債は前年比で同等水準の一方で、流動資産は拡大し、資本は一貫して減少に転じていないことを踏まえると、財務の安全性は特段懸念があるような状況とは判断されない。

(参考) 表14：PLN全体の貸借対照表（直近3カ年）

(単位：百万Rp.)

費目	2014 年	2015 年	2016 年
①固定資産	518,235,453	1,235,026,088	1,173,608,898
②流動資産	85,423,738	79,344,793	100,967,332
③資産合計 (①+②)	603,659,191	1,314,370,881	1,274,576,230
④資本	164,671,226	804,709,617	880,797,712
⑤固定負債	351,429,688	389,441,371	272,155,163
⑥流動負債	87,558,277	120,138,893	121,623,355
⑦負債資本合計 (④+⑤+⑥)	603,659,191	1,314,370,881 <sup>28</sup>	1,274,576,230

出所：PLN

以上より、本事業の運営・維持管理の財務面は特に問題はないと考えられる。

### 3. 4. 4 運営・維持管理の状況

事後評価時、本事業で整備されたガスコンバインドサイクル発電設備、冷却塔設備及び関連設備の稼働状況は良好である。維持管理業務は定期的と日常的メンテナンスに分類されて実施されている。定期的メンテナンスに関しては、16,000 時間毎に 1 度、大規模な予算が充当され大がかりなメンテナンスが実施される。日常的メンテナンスについては半年毎・3ヶ月毎・毎月・毎週・毎日、それぞれ業務が分担され実施されている。なお、既出のとおり、PLTGU Keramasan では毎年メンテナンス実施計画を策定し、同計画に基づき運営・維持管理業務を実施している。

2017 年 2 月、ガスタービン用発電装置 1 号機の定期的維持管理ではスペアパーツの調達・

<sup>28</sup> ④～⑥の数値を合計すると 1,314,289,881 百万 Rp.となる一方、PLN 提供のデータであるため、現記載としている。

対応は必ずしも適切であったとはいえないものの、それ以外ではおおむね適切に調達・確保されている。2017年2月に生じたガスタービン用発電装置1号機（燃料ノズルの件）の故障・修理に関して、同年末までに、PLNは日系企業とガスコンバインドサイクル発電設備におけるガスタービン用発電装置の維持管理点検・支援について合意した。具体的には、同発電装置の維持管理業務はPLN職員が担う一方（既出のとおり技術・能力には問題はない）、大がかりのメンテナンス（16,000時間毎の定期メンテナンス）時のアドバイスや純正品を含む部品交換時の調達支援を同企業が担う内容である。なお、既出のとおり、既に同2号機の交換パーツは純正品を調達し、定期メンテナンスを実施した。

以上より、本事業の運営・維持管理は体制、技術、財務、状況ともに問題なく、本事業によって発現した効果の持続性は高い。

## 4. 結論及び教訓・提言

### 4.1 結論

本事業は、スマトラ島南スマトラ系統に接続するクラマサン火力発電所において、電力供給能力の増大、同系統における電力需給逼迫状況の緩和と供給の安定性の改善を図り、同島南部地域の投資環境改善と経済発展に資するため、コンバインドサイクル発電設備の増設を行った。インドネシア政府が策定した「国家電力設備開発計画」及びPLNが策定した「電力供給事業計画」等を通じて新規発電設備の整備や電力供給の方針が示されており、電力需要の拡大に対する開発ニーズや日本の援助政策との整合性が確認されることから、妥当性は高い。効率性に関して、アウトプットはおおむね計画どおりで、ガスタービン用発電装置にかかる課税免除及び為替変動の影響により、事業費は当初計画内に収まった。一方、事業期間はコンサルタントやコントラクターの選定手続きに想定以上の時間を要し、計画を大幅に超えたため、効率性は中程度である。本事業の定量的効果指標に関して、最大出力、設備利用率、稼働率、発電熱効率、送電端発電量は2015年以降、目標値をおおむね達成し、同系統における電力需給逼迫リスクの緩和及び電力の安定供給を下支えしていると考えられることから、有効性・インパクトは高い。本事業の運営・維持管理を担うPLTGU Keramasanの体制面・技術面・財務面に特に懸念はない。2017年2月にガスタービン用発電装置1号機の燃料ノズルが焼損し、修復作業が必要となり、同年10月末まで稼働を停止したが、事後評価時には修復工事が完了し稼働を再開している。その他の施設・機材の運営・維持管理状況に特に問題は生じていない。したがって、本事業の実施によって発現した効果の持続性は高い。

以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

## 4. 2 提言

### 4. 2. 1 実施機関への提言

なし。

### 4. 2. 2 JICA への提言

なし。

## 4. 3 教訓

### 高い品質性が求められるスペアパーツの着実な確保

ガスタービン用発電装置の燃料ノズルのような精密部品は高い品質性が求められるが、本事業の精密機械のスペアパーツ交換を含む修理に関しては、インドネシア国外からの部品調達は時間がかかる上、納入コストも高いこと等により、PLN は現地企業への委託を行った。その結果、現地製造品の欠陥によるタービンの破損という問題が生じた。今後の類似案件において高い品質性が求められる部品の調達に関しては、たとえ現地製造品の調達がコスト安・納入も短期間で実現という前提があったとしても、事業完成後においても純正品が着実に使用されるよう、また、パーツ購入の予算も数年分が確保されるよう、事業実施中、あるいは完成時までには実施機関内で調達方針を確認し、着実に実行することが望ましい。

以 上

主要計画/実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット	<p>①土木工事</p> <p>(a) ガスコンバインドサイクル発電設備 (80MW 級)</p> <p>1) ガスタービン用発電装置×2基の設置</p> <p>2) 蒸気タービン発電装置×2基の設置</p> <p>3) 排熱回収ボイラ×2基の設置</p> <p>4) 上記装置に必要な付属設備 (ガス供給設備、150kV 開閉所等) の拡張</p> <p>(b) 関連土木・建築工事</p> <p>(c) 冷却塔設備</p> <p>(d) 脱塩、純水装置</p> <p>(e) スペアパーツ (運転開始後2年分の運転・補修に必要な物量)</p> <p>②コンサルティング・サービス</p> <p>(a) 本発電所建設・運用にかかる TOR</p> <p>1) 詳細設計、2) 入札補助、3) 施工監理、4) 性能評価、5) 運用・保守補助、6) 環境管理補助、7) 技術移転及び人材育成等</p> <p>(b) PLN 及び南スマトラ地方政府職員の計画機能強化支援</p> <p>1) 電力需給予測能力支援、2) 予測システム構築、3) 最適電源開発計画能力支援、4) 送配電線建設計画支援、5) 投資計画立案支援</p>	<p>①土木工事</p> <p>: おおむね計画どおり</p> <p>(ガスコンバインドサイクル発電設備の容量は75MW に変更となった)</p> <p>②コンサルティング・サービス</p> <p>: 計画どおり</p>

② 期間	2005年3月～2011年2月 (72カ月)	2005年3月～2014年12月 (118カ月)
③ 事業費		
外貨	8,090百万円	9,169百万円
内貨	3,365百万円	1,245百万円
	(280,416百万ルピア)	(132,644百万ルピア)
合計	11,455百万円	10,414百万円
うち円借款分	9,736百万円	9,677百万円
換算レート	1 Rp.=0.012円	1Rp.=0.009386円
	1USD=110.36円	1USD=88.862円
	(2004年9月時点)	(事業実施中(2007年～2014年))
		平均：出所は国際通貨基金の国
		際金融統計データ)
④ 貸付完了	2016年1月	